

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

"Югорский государственный университет"

Кафедра «Нефтегазовое дело»

**Установки для измерения дебитов нефти при
групповом сборе**

Методические указания
к практическим работам по дисциплине
«Нефтегазопромысловое оборудование» для студентов очного и
заочного обучения
по направлению 131000.62 "Нефтегазовое дело "

Ханты-Мансийск, 2016

Установки для измерения дебитов нефти при групповом сборе

Цель работы: Изучить назначение, конструкцию, виды, узлы, детали установок для измерения дебитов нефти при групповом сборе и произвести расчет на прочность сепарационной емкости.

1. Теоретическая часть

1.1.1. Виды установок, их назначение

В зависимости от конкретных промысловых условий для замера дебитов скважин в системах сбора нефти и газа применяют различные автоматизированные установки. К их числу относятся установки:

1. Замерные установки групповые (ЗУГ).
2. Автоматизированные групповые установки (АГУ).
3. Автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ).
4. Блочные автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ «Спутник»).

Эти установки обеспечивают выполнение следующих технологических операций:

- автоматическое переключение скважин на замер;
- автоматическое измерение дебитов нефти, газа и воды добывающих скважин;
- контроль за работой скважин по наличию подачи продукции;
- передача информации о состоянии работы скважин на диспетчерский пункт;
- автоматическая блокировка работы скважин при возникновении аварийного состояния установки.

Таблица 1.1

Технические характеристики групповых замерных установок

Тип и модификация установки	Рабочее давление, МПа	Число обслуживаемых скважин	Максимальный измеряемый дебит установки, т/сут	Погрешность измерения дебита, ±%
«ЗУГ-1»	1	10-14	250	2,5
«ЗУГ-2»	6,4	10-14	400	2,5
«ЗУГ-3»	2,4	10-14	400	2,5

Тип и модификация установки	Рабочее давление, МПа	Число обслуживаемых скважин	Максимальный измеряемый дебит установки, т/сут	Погрешность измерения дебита, ±%
«ЗУГ-4»	6,2	10-14	400	2,5
«ЗУГ-5»	1,6; 2; 2,5; 4	10-14	400	2
«АГУ-3»	2,5	До 12	250	2,5
«АГЗУ-1»	1	До 6	400	3

1.1.2. Классификация и условное обозначение АГЗУ «Спутник»

Существуют различные типы АГЗУ, которые можно классифицировать следующим образом:

- по методам измерения: объемные («Спутник А», «Спутник Б», «Спутник АМ», «БИУС» и др.), весовые («Спутник В»), массовые («Спутник ГМ», «Спутник ГМН», «Спутник ВМР», «АСМА-СП» и др.);
- по устройствам переключения на замер: с многоходовым переключателем, с трехходовыми клапанами;
- по режиму измерения: накопительный, импульсный с поочередным подключением на замер и с одновременным измерением дебита всех скважин;
- по числу измеряемых параметров: одно-, двух- и трехпараметровые;
- по способу монтажа: стационарные и передвижные.

В шифровке установок буква (буквы) обозначает тип установки по методу измерения, первая цифра обозначает рабочее давление в кгс/см² (атм), на которое рассчитана установка; вторая – число подключенных к групповой установке скважин; третья – наибольший измеряемый дебит в м³/сут.

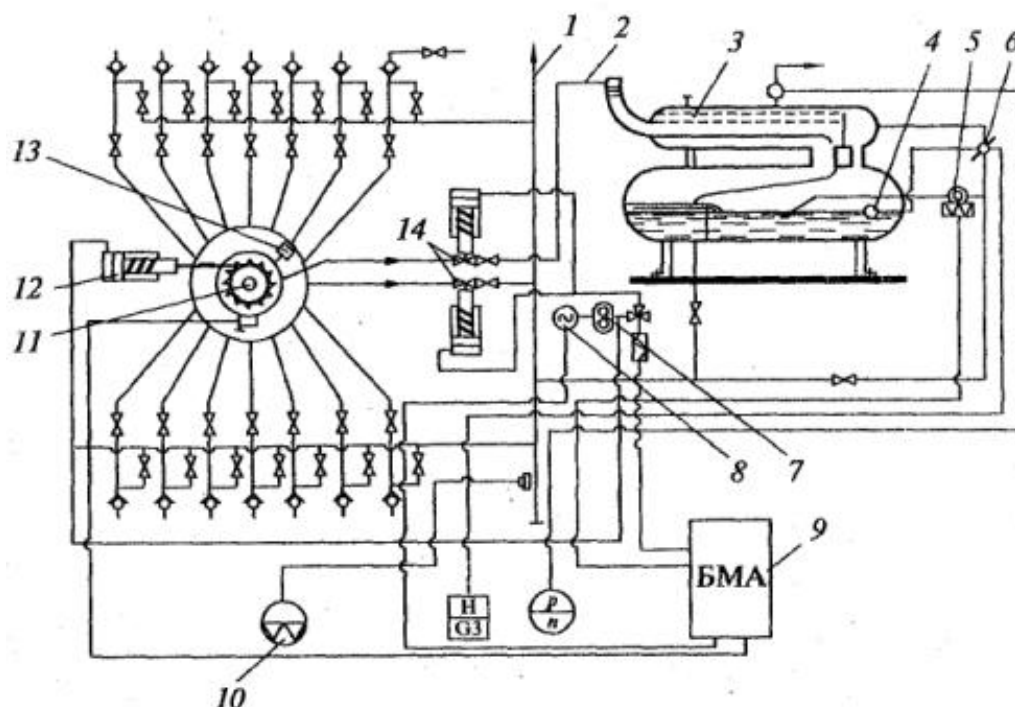
Например, АГЗУ «Спутник» объемного способа измерения продукции на рабочее давление 40 атм, 14 подключаемых скважин и максимальный измеряемый дебит жидкости 500 м³/сут обозначается: «Спутник» Б-40-14-500.

1.1.3. Замерные установки «Спутник А»

Эта установка состоит из замерно-переключающего блока и блока управления, смонтированных в утепленных помещениях, которые установлены на рамных основаниях. Блок управления включает в себя узлы местной автоматики и телемеханики. Помещения отапливаются специальными подогревателями.

Помещение замернопереклю­чающего блока снабжено вентиляционным устройством.

Принципиальная схема установки «Спутник-А» показана на рис. 1.1, технические характеристики АГЗУ «Спутник А» приведены в табл. 1.2.



1 – сборный коллектор; 2 – замерная линия; 3 – гидроциклонный сепаратор; 4 – регулятор уровня; 5 – турбинный счетчик; 6 – заслонка; 7 – гидравлический привод; 8 – электропривод; 9 – блок местной автоматики (БМА); 10 – электроконтактный манометр; 11 – многоходовый переключатель скважин ПСМ-1М; 12 – силовой цилиндр; 13 – каретка переключателя; 14 – отсекатели коллекторов

Рис. 1.1. Принципиальная схема установки «Спутник А»

Установка работает по заданной программе, обеспечивающей поочередное подключение для замера скважин на строго определенное время, зависящее от режима работы скважин (пульсирующий, спокойный).

Временные интервалы задают с помощью реле времени, которое установлено в блоке местной автоматики 9. Поочередное подключение скважин на замер осуществляется при помощи многоходового переключателя 11 скважин ПСМ-1М, в который поступает продукция всех скважин. Каждый секторный поворот роторной каретки переключателя 13 обеспечивает поступление продукции одной из подключенных скважин через замерную линию 2 в гидроциклонный сепаратор 3. Продукция остальных скважин в это время проходит в общий сборный коллектор 7. В гидроциклонном сепараторе 3 свободный газ отделяется от жидкости.

Технические характеристики АГЗУ «Спутник А»

Тип и модификация установки	Рабочее давление, МПа	Число обслуживаемых скважин	Максимальный измеряемый дебит установки, т/сут	Погрешность измерения дебита, ±%	Газосодержание нефти, нм ³ /т	Кинематическая вязкость нефти, м ² /с	Обводненность, %, в пределах	Содержание парафина, объемное, %	Содержание сероводорода, объемное, %
«Спутник А16-14-400»	1,6	до 14	400	2,5	60	до 120x10 ⁻⁶	от 0 до 98	до 7	до 2
«Спутник А40-14-400»	4	7-14							
«Спутник АМ40-10-400»	4	5-10							
«Спутник А25-10-1500»	2,5	до 10	1500	2,5	60	до 120x10 ⁻⁶	от 0 до 98	до 7	до 2
«Спутник А25-14-1500»	2,5	до 14							
«Спутник АМ40-10-1500»	4	8, 10							

Измерение дебита осуществляется путем кратковременных пропусков через турбинный счетчик 5 накапливающейся в сепараторе жидкости и регистрации объемов на индивидуальном счетчике в блоке местной автоматики 9. Накопление жидкости в нижнем сосуде сепаратора до заданного верхнего уровня и выпуск ее до нижнего уровня осуществляются при помощи поплавкового регулятора уровня и заслонки 6 на газовой линии.

Всплытие поплавка регулятора до верхнего уровня вызывает через систему рычагов закрытие заслонки 6 и, следовательно, повышение давления в сепараторе, в результате чего происходит вытеснение жидкости из сепаратора через турбинный счетчик 5, установленный выше верхнего заданного уровня жидкости в сепараторе. При достижении поплавком нижнего заданного уровня открывается заслонка 6, выравнивается давление между сепаратором и коллектором и продавливание жидкости через турбинный счетчик 5 прекращается. Время накопления жидкости в сепараторе и количество пропусков жидкости через турбинный счетчик 5 за время замера зависят от дебита скважины. Турбинный счетчик 5 типа «Норд» одновременно служит сигнализатором периодического контроля подачи скважины. Если подача в контролируемой скважине отсутствует, то блок местной автоматики 9 подает аварийный сигнал в

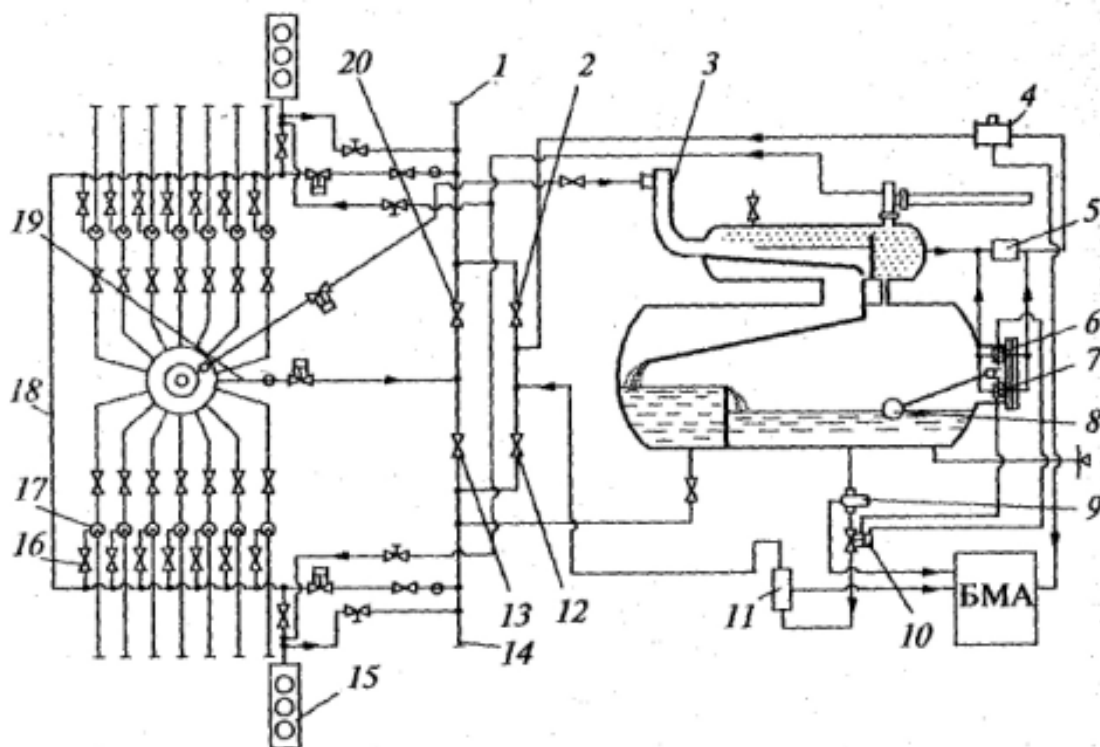
систему телемеханики.

Аварийная блокировка всех скважин осуществляется автоматически при помощи отсекаателей коллекторов 14 при повышении давления в коллекторе или нарушении его герметичности.

К недостаткам установки «Спутник А» следует отнести невозможность отдельного сбора чистой и обводненной нефти и невысокую точность измерения расхода жидкости при больших дебетах скважин расходомером турбинного типа вследствие плохой сепарации газа от нефти в гидроциклонном сепараторе и попадания в счетчик вместе с жидкостью пузырьков газа.

1.1.4. Замерные установки «Спутник Б»

Установка «Спутник Б» является более совершенной по сравнению со «Спутник А» (рис. 1.2).



1 – сборный коллектор для обводненной нефти; 2, 12, 13, 16 и 20 – задвижки;
3 – гидроциклонный сепаратор; 4 – турбинный счетчик газа; 5 – регулятор перепада давления;
6 – верхний золотниковый механизм регулятора уровня; 7 – нижний золотниковый механизм регулятора уровня; 8 – поплавок; 9 – турбинный расходомер «Норд»; 10 – поршневой клапан мгновенного действия; 11 – влагомер; 14 – нефтесборный коллектор для необводненной нефти; 15 – емкость для улавливания резиновых шаров при очистке выкидных линий от отложений парафина; 17 – обратные клапаны; 18 и 19 – выкидные коллекторы

Рис. 1.2. Принципиальная схема установки «Спутник Б»

Технические характеристики АГЗУ «Спутник Б» представлены в табл. 1.3.

Технические характеристики АГЗУ «Спутник Б»

Тип и модификация установки	Рабочее давление, МПа	Число обслуживаемых скважин	Максимальный измеряемый дебит установки, т/сут	Погрешность измерения дебита, ±%	Газосодержание нефти, нм ³ /т	Кинематическая вязкость нефти, м ² /с	Обводненность, % в пределах	Содержание парафина, объемное, %	Содержание сероводорода, объемное, %
«Спутник Б40-14-500»	4	До 14	500	2,5	60	до 120×10^{-6}	от 0 до 98	до 7	до 2
«Спутник Б40-24-400»		До 24	400						

Она позволяет отдельно измерять дебиты обводненных и необводненных скважин. Для этого поступают следующим образом. Если, например, из двух скважин поступает вода и нефть, а остальные 12 скважин, подключенных к установке «Спутник Б», подают чистую нефть, то оператор прикрывает вручную специальные обратные клапаны 11. При этом продукция обводненных скважин через задвижки 16 поступает в выкидной коллектор 18, а из него – в сборный коллектор для обводненной нефти 1. Продукция скважин, подающих чистую нефть, направляется в емкость многоходового переключателя скважин ПСМ, из которой она поступает в выкидной коллектор 19 и далее – в нефтесборный коллектор для необводненной нефти 14.

Для предотвращения смешения обводненной и необводненной нефти установлены задвижки 13 и 20 последняя всегда находится в закрытом состоянии, а задвижка 13 – в открытом.

Жидкость из скважины, подключенной на замер, направляется в емкости многоходового переключателя скважин ПСМ, в головку гидроциклонного сепаратора 3, в котором газ отделяется от жидкости. На выходе газа из гидроциклонного сепаратора 3 установлен регулятор перепада давления 5, который поддерживает постоянный перепад между сепаратором, газовым коллектором и турбинным счетчиком газа 4 типа «Агат».

Постоянный перепад давления передается золотниковым механизмом 6 и 7,

от которых также отводится постоянный перепад давления на поршневой клапан мгновенного действия 10. Измерение дебита жидкости подключенной на замер скважины происходит в следующей последовательности.

Когда поплавков 8 уровнемера находится в крайнем нижнем положении, верхняя вилка поплавкового механизма нажимает на верхний выступ золотникового механизма 6, в результате чего повышенное давление от регулятора перепада давления 5 передается на правую часть поршневого клапана мгновенного действия 10 и прикрывает его. При этом прекращается подача жидкости, турбинный расходомер 9 не работает, уровень жидкости в сепараторе повышается. Как только он достигает крайнего верхнего положения и нижняя вилка поплавкового механизма нажимает на выступ золотникового механизма 7, повышенное давление от регулятора перепада давления 5 действует на левую часть поршневого клапана мгновенного действия 10 и открывает его. Турбинный расходомер 9 отсчитывает количество прошедшей через него жидкости.

Для определения обводненности нефти на установке «Спутник Б40» используют влагомер 11. После влагомера 11 жидкость направляется в коллектор, в который подается также после предварительного замера газ на смешение с жидкостью. Вся продукция подключаемых на замер скважин поступает в сборный коллектор для обводненной нефти 1, поэтому задвижка 2 всегда находится в открытом состоянии, а задвижка 12 – в закрытом состоянии.

Время накопления жидкости в сепараторе и количество импульсных пропусков жидкости через турбинный расходомер 9 за время замера зависят от дебита скважины, однако расход жидкости через расходомер 9 от дебита не зависит. Такой метод повышает точность и расширяет пределы измерения.

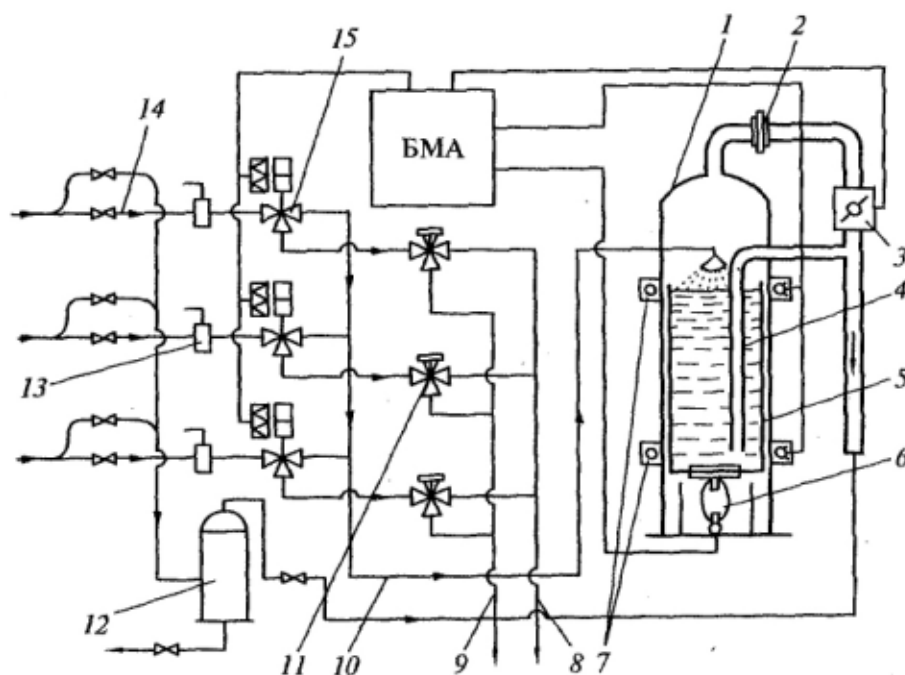
В блоке местной автоматики (БМА) происходит обработка сигналов, поступающих от датчика турбинного расходомера 9 и вторичных блоков турбинного счетчика газа 4 и влагомера 11, а также регистрация трех накапливаемых параметров за время одного замера дебита каждой скважины. При помощи перфоратора в конце каждого замера осуществляется считывание результатов по каждой скважине с регистрирующего устройства, их суммирование с предыдущими и регистрация накапливаемых показаний.

Турбинный расходомер 9 в системе измерения одновременно служит устройством для контроля подачи скважины. При отсутствии подачи в контролируемой скважине БМА выдается аварийный сигнал в систему телемеханики. Переключение скважин на замер проводится автоматически аналогично методике, применяемой на установке «Спутник А».

1.1.5. Замерные установки «Спутник В»

Конструкцией установки «Спутник В» предусмотрен более совершенный массовый принцип определения количества продукции скважин вместо объемного принципа, используемого на установках «Спутник А» и «Спутник Б», и трехходовые клапаны вместо многоходовых переключателей.

Расход жидкости в установке «Спутник В» определяется с помощью взвешивания ее в тарированной емкости. Схема такой установки показана на рис. 1.3.



1 – сепаратор; 2 – диафрагма; 3 – заслонка; 4 – сифон; 5 – тарированная емкость; 6 – калиброванная пружина; 7 – гамма-датчики верхнего и нижнего уровней жидкости; 8 – коллектор для безводной нефти; 9 – коллектор для обводненной нефти; 10 – измерительная линия; 11 – трехходовой клапан; 12 – емкость улавливания шаров; 13 – штуцеры; 14 – распределительная батарея; 15 – трехходовой клапан; БМА – блок местной автоматики

Рис. 1.3. Принципиальная схема установки «Спутник-В»

Измерение продукции скважин с помощью установки «Спутник-В» проводится следующим образом. Нефтегазовая смесь от скважины подается в распределительную батарею 14 и далее через трехходовой клапан 15 может

направляться или на замерную линию 10 для измерения расхода жидкости и газа в сепараторе 1, или в коллектор 8 для безводной нефти, поступающей из всех скважин. Как обводненные, так и безводные скважины переключаются на замер автоматически через определенное время при помощи БМА и трехходовых клапанов 15.

Количество жидкости, попавшей в сепаратор 1, измеряется при помощи тарированной емкости 5, гамма-датчиков 7, подающих сигнал об уровнях жидкости на БМА, и плоской калиброванной пружины 6.

Дебит жидкости определяется путем измерения массы жидкости, накапливаемой в объеме между гамма-датчиками верхнего и нижнего уровней жидкости 7 и регистрации времени накопления этой жидкости.

Дебит чистой нефти определяется сравнением массы жидкости в заданном объеме с массой чистой воды, которая занимала бы этот объем.

При измерениях дебита жидкости при помощи установки «Спутник-В» условно принимают, что плотности нефти и воды остаются постоянными. Результаты измерения пересчитываются в т/сут и фиксируются на соответствующих счетчиках в БМА.

После того как тарированная емкость 5 наполнилась жидкостью и масса ее измерена, БМА включает электрогидравлический привод и заслонка 3 на газовой линии прикрывается. В результате этого в сепараторе 1 увеличивается давление и жидкость, скопившаяся в тарированной емкости 5, через сифон 4 выдавливается в коллектор для обводненной нефти 9. В связи с небольшим объемом тарированной емкости ($1,3 \text{ м}^3$) вся нефть (как чистая, так и обводненная) направляется в коллектор 9. Количество газа регулярно замеряется с помощью диафрагмы 2.

При обводнении одной из скважин оператор подключает ее вручную для постоянной работы к коллектору для обводненной нефти 9 через трехходовой кран 11, а измерение ее дебита проводит описанным выше способом при помощи автоматически переключаемого трехходового клапана 15.

По мере запарафинивания выкидных линий их очищают резиновыми шарами, проталкиваемыми потоком нефти от устьев скважин до емкости улавливания шаров 12 через равнопроходные задвижки.

Преимуществом данной групповой замерной установки является возможность переключения продукции обводнившихся скважин в коллектор обводненной нефти, а также большая точность измерения дебита жидкости.

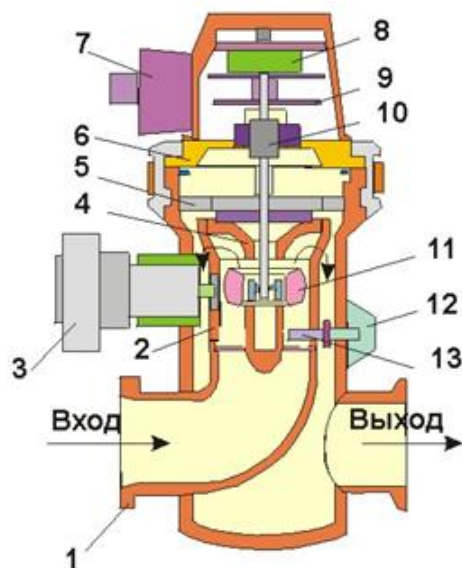
Недостатком установки «Спутник-В» является ограниченная возможность применения его для измерения дебитов парафинистой нефти, так как отложения парафина в тарированной емкости 5 влияют на результаты измерения вследствие изменения массы измеряемой жидкости.

1.1.5. Турбинный расходомер

Дебиты жидкости (нефть, нефть+вода) скважин, подключенных к «Спутнику Б-40», измеряются при помощи расходомеров турбинного типа, разработанных Октябрьским филиалом ВНИИКАнефтегаза.

Расходомеры TOP-1 предназначены для измерения жидкости вязкостью не более 80 сСт. Расходомеры TOP-1 обеспечивают как местный отсчет показаний, так и передачу показаний при помощи электромагнитного датчика на БМА.

Расходомеры TOP-1 состоят из двух основных частей: турбинного счетчика жидкости и блока питания (рис. 1.4).



- 1 – сварной корпус; 2 – обтекатель; 3 – магнитно-индукционный датчик;
4 – экранодержатель; 5 – понижающий зубчатый редуктор; 6 – перегородки;
7 – электромагнитный датчик; 8 – механический счетчик; 9 – диск с магнитами; 10 – магнитная муфта; 11 – крыльчатка; 12 – крышка;
13 – регулирующая лопатка

Рис. 1.4. Расходомер жидкости TOP-1

Турбинный расходомер TOP-1 работает следующим образом. Жидкость, проходя через входной патрубок корпуса 1 и обтекатель 2, попадает на лопатки

крыльчатки 11 и приводит ее во вращение.

После крыльчатки направление движения жидкости экраном изменяется на 180° , и она через окна обтекателя поступает в выходной патрубок. Число оборотов крыльчатки прямо пропорционально количеству прошедшей жидкости.

Вращательное движение крыльчатки передается через понижающий редуктор и магнитную муфту на механический счетчик со стрелочной шкалой (цена деления $0,005 \text{ м}^3$). Одновременно со стрелкой механического счетчика вращается находящийся с ней на одной оси диск 9 с двумя постоянными магнитами, которые, проходя мимо электромагнитного датчика, замыкают расположенный в нем магнитоуправляемый контакт. Получаемые при этом электрические сигналы регистрируются на блоке управления счетчиком, т. е. дублируют показания местного механического счетчика. В то же время каждая лопатка, проходя мимо магнитоиндукционного датчика, выдает электрический сигнал, который регистрируется в блоке регистрации.

Диапазон измерения колеблется от 3 до $30 \text{ м}^3/\text{ч}$. Паспортная погрешность измерения при расходе от 3 до $5 \text{ м}^3/\text{ч}$ – $\pm 5\%$, от 5 до $30 \text{ м}^3/\text{ч}$ – $\pm 2,5\%$. В реальных условиях из-за плохой сепарации эта погрешность может достигать большой величины.

Расход чистой нефти, прошедшей через ТОР-1, определяется автоматически как разность между показаниями ТОР-1 и показаниями датчика влагомера.

1.1.6. Переключатель скважин многоходовой

Переключатель ПСМ предназначен для автоматической и ручной установки скважин на замер (рис.1.5).

Переключатель ПСМ состоит из стального корпуса 1 с патрубками 2, крышки 3 с замерным патрубком 4, поворотного патрубка 13 с подвижной кареткой 15 и валом 7, поршневого привода с храповым механизмом 10, датчика положения 8 и указателя положения 29.

Подвижная каретка состоит из корпуса 27, втулки 24, роликов 23, посаженных на осях 28 и резинового уплотнения 25, зажатого между корпусом и втулкой 24.

Подвижная каретка может перемещаться в поворотном патрубке. В корпусе

переключателя ПСМ на внутренней цилиндрической поверхности, ниже и выше входных отверстий, расположены две диаметрально канавки с выточками против каждого отверстия. По канавкам перемещаются ролики подвижной каретки.

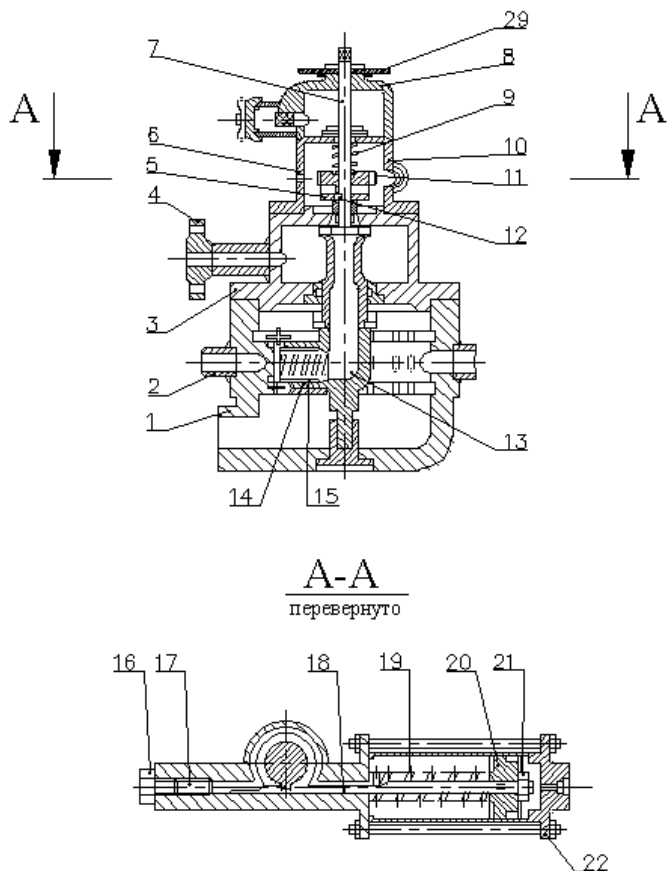


Рис.1.5. Устройство переключателя ПСМ

Глубина канавок и выточек выбрана таким образом, что при перемещении роликов по канавке между резиновым уплотнением 25 и корпусом переключателя ПСМ образуется зазор, а при попадании роликов в выточки, уплотнение прижимается к корпусу пружиной 26, обеспечивая герметичность в замерном патрубке.

Герметичность соединения каретки и поворотного патрубка достигается резиновым уплотняющим кольцом 14.

Поршневой привод с храповым механизмом служит для обеспечения переключения скважин и состоит из чугунного корпуса 6, закрепленного на крышке переключателя ПСМ, силового цилиндра 21 с крышкой 22, поршнем 20, пружиной 19 и зубчатой рейкой 18, составляющей одно целое поршня.

Внутри корпуса привода на валу поворотного патрубка установлены храповик 5 на шпонке 12 и свободно сидящая шестерня 11.

Шестерня прижимается к храповику пружиной 9 и взаимодействует с зубчатой рейкой 18.

При подаче жидкости от привода ГП-2 в полость силового цилиндра поршень со штоком будет перемещаться, и поворачивать шестерню, а вместе с ней и храповик с валом переключателя.

При снятии давления, жидкость из силового цилиндра будет выдавливаться поршнем 20 за счет усилия пружины 19, рейка с шестерней будут перемещаться в обратном направлении к исходному положению. Перемещения храповика с валом при этом происходить не будет. Величина хода рейки, а, следовательно, и угол поворота патрубка 13 может регулироваться винтом 17, доступ к которому защищен винтовой заглушкой 16.

Герметичность в местах соединения силового цилиндра и крышки, а также в подвижном соединении цилиндра и поршня, обеспечивается резиновыми уплотнительными кольцами.

Внутри корпуса переключателя крепится датчик положения, а на валу поворотного патрубка крепится указатель с постоянным магнитом. Датчик положения и указатель образуют преобразователь кода переключения.

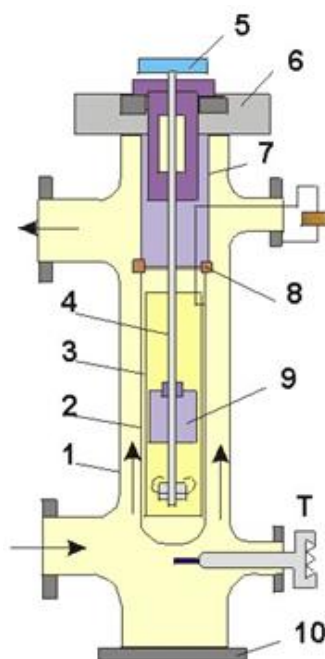
Преобразователь кода служит для контроля за процессом переключения и синхронизации положения каретки переключателя и пункта управления.

1.1.7. Емкостной датчик влагомера

Унифицированный влагомер для нефти (УВН) позволяет непрерывно контролировать и фиксировать объемное содержание воды в потоке нефти с погрешностью от 2,5 до 4%. Схема емкостного датчика показана на рис. 1.6.

На верхнем отводе датчика показан вывод для замера емкости конденсатора, а на нижнем отводе – подключение электротермометра Т с температурным мостом. Для защиты от коррозии и отложений парафина корпус покрывают изнутри эпоксидной смолой или бакелитовым лаком. На верхнем фланце 6 монтируется внутренний электрод 3, особенностью которого является наличие регулятора его длины, действующего при помощи вращающегося штока. Роль изолятора выполняет стеклянная труба 2, которая при помощи специального кольца 8 и стального патрубка 7 крепится к верхнему фланцу 6. Внутри стеклянной

трубы на длине 200 мм наносится распылением слой серебра, являющегося внутренним электродом 3 датчика.



1 – сварной корпус; 2 – стеклянная труба; 3 – электрод; 4 – регулятор длины электрода (шток); 5 – штурвал; 6 и 10 – верхний и нижний фланцы; 7 – стальная труба; 8 – кольцо для крепления стеклянной трубы; 9 – металлический цилиндрок

Рис. 1.6. Емкостной датчик влагомера УВН-2

Вращая штурвал 5 вместе со штоком, можно выдвигать из электрода на требуемую длину металлический цилиндрок 9, контактирующий с серебрянным покрытием, таким образом, настраивать влагомер на измерение различных сортов нефти с различной обводненностью. Шкала влагомера, находящаяся на верхнем фланце, отрегулирована в процентах объемного содержания воды. На точность измерения этим прибором количества пластовой воды и нефти значительное влияние оказывают: 1) изменение температуры нефтеводяной смеси; 2) степень однородности смеси; 3) содержание пузырьков газа в потоке жидкости и 4) напряженность электрического поля в датчике.

Для более точного измерения содержания воды в нефти необходимо избегать попадания пузырьков газа в датчик, так как он имеет низкую диэлектрическую проницаемость, соизмеримую с нефтью ($\epsilon=1$), и поток жидкости перед поступлением в датчик тщательно перемешивать для достижения однородности смеси, так как чем однороднее поток, тем выше точность показаний прибора.

Датчик влагомера устанавливается в вертикальном положении и должен пропускать через себя всю жидкую (нефть + вода) продукцию скважины.

Измерение количества газа на всех «Спутниках» проводится с помощью высокочувствительных турбинных счетчиков типа АГАТ-1 с максимальной относительной погрешностью измерения в диапазоне расходов: 5-10 – $\pm 4\%$, 10-100 – $\pm 2,5\%$.

Регистрация расходов газа осуществляется как на интегрирующих счетчиках, так и на самопишущих приборах.

Измерение содержания воды в добываемой нефти емкостным датчиком влагомера УВН-2 является косвенным методом измерения обводненности нефти. Он основан на зависимости диэлектрической проницаемости водонефтяной смеси от диэлектрических свойств ее компонентов (нефти и воды). Как известно, безводная нефть является хорошим диэлектриком и имеет диэлектрическую проницаемость $\epsilon = 2,1-2,5$, тогда как диэлектрическая проницаемость минерализованных вод достигает $\epsilon_B = 80$. Такая разница в диэлектрической проницаемости воды и нефти позволяет создать влагомер сравнительно высокой чувствительности. Принцип действия такого влагомера заключается в измерении емкости конденсатора, образованного двумя электродами, погруженными в анализируемую водонефтяную смесь.

2. Практическая часть.

Таблица 2.1

Исходные данные по вариантам

Вариант	Рабочее давление P, МПа	Рабочая температура среды t, °С	Внутренний диаметр обечайки, мм		Внутренний диаметр днища, мм		Внутренний диаметр люка нижней обечайки D ₃ , мм	Срок службы мерной емкости T, лет	Скорость коррозии v _{корр.} мм/год	Марка стали				
			верхней D ₁	нижней D ₂	верхнего D ₄	нижнего D ₅				D ₁	D ₂	D ₃	D ₄	D ₅
0	2,5	100	800	998	1000	1100	410	6	0,35	20	20	20	17ГС	17ГС
1	1,6	100							0,3	10	10	10	17ГС	17ГС
2	2,5	150						0,31	10	10	10	17ГС	17ГС	
3	4	200						0,32	10	10	10	17ГС	17ГС	
4	1,6	100						0,33	20	20	20	17ГС	17ГС	
5	2,5	150						0,34	20	20	20	17ГС	17ГС	
6	4	200						0,35	20	20	20	17ГС	17ГС	
7	16	100						0,36	20	20	20	16ГС	16ГС	
8	2,5	150						0,37	20	20	20	16ГС	16ГС	
9	4	200						0,38	16ГС	16ГС	16ГС	16ГС	16ГС	
10	1,6	100						0,39	16ГС	16ГС	16ГС	16ГС	16ГС	
11	2,5	150						0,4	16ГС	16ГС	16ГС	16ГС	16ГС	
12	4	200						0,3	10	10	10	17ГС	17ГС	
13	1,6	100						0,31	10	10	10	17ГС	17ГС	
14	2,5	150						0,32	10	10	10	17ГС	17ГС	
15	4	200						0,33	20	20	20	17ГС	17ГС	
16	1,6	100						0,34	20	20	20	17ГС	17ГС	
17	2,5	150						0,35	20	20	20	17ГС	17ГС	
18	4	200						0,36	20	20	20	16ГС	16ГС	
19	1,6	100						0,37	20	20	20	16ГС	16ГС	
20	2,5	150						0,38	16ГС	16ГС	16ГС	16ГС	16ГС	
21	4	200						0,39	16ГС	16ГС	16ГС	16ГС	16ГС	
22	1,6	100						0,4	16ГС	16ГС	16ГС	16ГС	16ГС	
23	2,5	150						0,3	10	10	10	17ГС	17ГС	
24	4	200						0,31	10	10	10	17ГС	17ГС	
25	1,6	100						0,32	10	10	10	17ГС	17ГС	
26	2,5	150						0,33	20	20	20	17ГС	17ГС	
27	4	200						0,34	20	20	20	17ГС	17ГС	
28	1,6	100						0,35	20	20	20	17ГС	17ГС	
29	2,5	150						0,36	20	20	20	16ГС	16ГС	
30	4	200	0,37	20	20	20	16ГС	16ГС						

Допускаемые напряжения для углеродистых и низколегированных сталей

Расчетная температура стенки сосуда или аппарата, °С	Допускаемое напряжение $[\sigma]$, МПа, для сталей марок				
	09Г2С, 16ГС	20, 20К	10	10Г2, 09Г2	17ГС, 17Г1С, 10Г2С1
	толщина, мм				
	до 32	до 160			
100	177	142	125	160	160
150	171	139	122	154	154
200	165	136	118	148	148

Таблица 2.3

Механические свойства низколегированных сталей

Марка стали	Толщина проката S, мм	Временное сопротивление разрыву σ_b , МПа
09Г2, 09Г2Д	До 5	440
	От 5 до 10	
	» 10 » 20 включ.	
	Св. 20 » 32 »	
14Г2	Менее 5	460
	От 5 до 10	450
	» 10 » 20 включ.	
	Св. 20 » 32 »	
12ГС	До 5	460
	От 5 до 10	
	10	
16ГС	До 5	490
	От 5 до 10	480
	» 10 » 20 включ.	
	Св. 20 » 32 »	
	» 32 » 60 »	
Св. 60 » 100 »	450	
17ГС	До 5	510
	От 5 до 10	490
	» 10 » 20 включ.	
17Г1С	До 5	510
	От 5 до 10	
	» 10 » 20 включ.	
09Г2С, 09Г2СД	До 5	490
	От 5 до 10	470
	» 10 » 20 включ.	
	Св. 20 » 32 »	
	» 32 » 60 »	
	» 60 » 80 »	
» 80 » 160 »	430	
10Г2С1, 10Г2С1Д	До 5	490
	От 5 до 10	480
	» 10 » 20 включ.	
	Св. 20 » 32 »	
	» 32 » 60 »	
» 60 » 80 »	430	

Марка стали	Толщина проката S, мм	Временное сопротивление разрыву σ_B , МПа
15ГФД	От 5 до 10	510
	» 10 » 20 включ.	
	Св. 20 » 32 »	
15Г2СФД	» 10 » 20 включ.	550
	Св. 20 » 32 »	
14Г2АФД	От 5 до 10	540
	» 10 » 32 включ.	
	Св. 32 » 50 »	
16Г2АФД	От 5 до 10	590
	» 10 » 32 включ.	
	Св. 32 » 50 »	
10Г2Б,	До 5	510
10Г2БД	От 5 до 10	
	10	
12Г2Б	От 5 до 10 включ.	540

Произведем расчет по 0 варианту табл. 2.1.

$P=2,5$ МПа, $t=100$ °С, $D_1=800$ мм, $D_2=998$ мм, $D_3=410$ мм, $D_4=1000$ мм, $D_5=1100$ мм.

2.1. Обечайки, нагруженные внутренним избыточным давлением.

2.1.1. Расчетная толщина стенки обечайки на прочность:

$$S \geq S_p + C, \text{ мм.} \quad (2.1)$$

$$S_p = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \varphi_p \cdot [\sigma] - P}, \text{ мм.} \quad (2.2)$$

Подставляя (2.2) в (2.1) получим:

$$S \geq \frac{P \cdot D}{2 \cdot \varphi_p \cdot [\sigma] - P} + C, \text{ мм.} \quad (2.3)$$

где, P – рабочее давление, МПа;

D – внутренний диаметр обечайки (внутренний диаметр люка обечайки), мм;

$\varphi_p=1$ – коэффициент прочности сварных швов;

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение при расчетной температуре t , МПа. По табл. 2.2 при расчетной температуре $t=100$ °С: для верхней обечайки из Ст20 $[\sigma]=1$

C – прибавка к расчетным толщинам конструктивных элементов для компенсации коррозии, мм.

$$C = v_{\text{кор}} \cdot T, \text{ мм.} \quad (2.4)$$

где, $v_{\text{кор}}$ – скорость коррозии, 0,35 мм/год;

T – срок службы мерной емкости, лет.

$$C=0,35 \cdot 6=2,1 \text{ мм.}$$

2.1.2. Допускаемое внутреннее избыточное давление:

$$[P] = \frac{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi_p \cdot (S - C)}{D + (S - C)}, \text{ МПа.} \quad (2.5)$$

Значение [P], рассчитанное по (2.5) должно удовлетворять условию прочности $[P] > P$. Если при расчете окажется $[P] \leq P$, то необходимо конструктивно выбрать более прочную сталь рассчитываемой детали сепарационной емкости по табл. 2.2.

Либо рассчитать допускаемое напряжение по предельным нагрузкам сосудов и аппаратов:

$$[\sigma] = \frac{\sigma_B}{n_B}, \text{ МПа.} \quad (2.6)$$

где, σ_B – временное сопротивление разрыву, МПа, определяется по табл. 2.3 в зависимости от толщины проката S;

$n_B=2,4$ – коэффициент запаса прочности при рабочих условиях.

Расчетная толщина стенки верхней обечайки:

$$S_1 \geq \frac{2,5 \cdot 10^6 \cdot 800 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 1 \cdot 142 \cdot 10^6 - 2,5 \cdot 10^6} + 2,1 \cdot 10^{-3} = 9,1 \text{ мм.}$$

Конструктивно принимаем $S_1=10$ мм.

$$[P]_1 = \frac{2 \cdot 142 \cdot 10^6 \cdot 1 \cdot (10 - 2,1) \cdot 10^{-3}}{800 \cdot 10^{-3} + (10 - 2,1) \cdot 10^{-3}} = 2,8 \text{ МПа.}$$

$[P]_1 > P$ – условие прочности выполнено.

Расчетная толщина стенки нижней обечайки:

$$S_2 \geq \frac{2,5 \cdot 10^6 \cdot 998 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 1 \cdot 142 \cdot 10^6 - 2,5 \cdot 10^6} + 2,1 \cdot 10^{-3} = 10,96 \text{ мм.}$$

Конструктивно принимаем $S_2=11$ мм.

$$[P]_2 = \frac{2 \cdot 142 \cdot 10^6 \cdot 1 \cdot (11 - 2,1) \cdot 10^{-3}}{998 \cdot 10^{-3} + (11 - 2,1) \cdot 10^{-3}} = 2,5 \text{ МПа.}$$

$[P]_2 = P$ – условие прочности не выполнено. По табл. 2.2 выбираем для стенки

нижней обечайки Ст16ГС ($[\sigma]=160$ МПа), тогда получим:

$$[P]_2 = \frac{2 \cdot 160 \cdot 10^6 \cdot 1 \cdot (11 - 2,1) \cdot 10^{-3}}{998 \cdot 10^{-3} + (11 - 2,1) \cdot 10^{-3}} = 2,8 \text{ МПа.}$$

$[P]_2 > P$ – условие прочности выполнено.

Расчетная толщина люка нижней обечайки:

$$S_3 \geq \frac{2,5 \cdot 10^6 \cdot 410 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 1 \cdot 142 \cdot 10^6 - 2,5 \cdot 10^6} + 2,1 \cdot 10^{-3} = 5,74 \text{ мм.}$$

Конструктивно принимаем $S_3=6$ мм.

$$[P]_3 = \frac{2 \cdot 142 \cdot 10^6 \cdot 1 \cdot (6 - 2,1) \cdot 10^{-3}}{410 \cdot 10^{-3} + (6 - 2,1) \cdot 10^{-3}} = 2,7 \text{ МПа.}$$

$[P]_3 > P$ – условие прочности выполнено.

2.2. Эллиптические днища, нагруженные внутренним избыточным давлением (рис. 2.1).

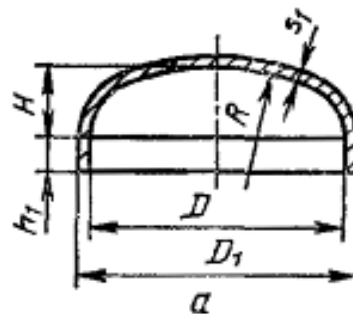


Рис. 2.1. Эллиптическое днище

Примечание. Чертеж не определяет конструкцию днища и приведен только для указания необходимых расчетных размеров.

2.2.1. Расчетная толщина стенки днища на прочность:

$$S \geq S_p + C, \text{ мм.} \quad (2.7)$$

$$S_p = \frac{P \cdot R}{2 \cdot \varphi_p \cdot [\sigma] - 0,5 \cdot P}, \text{ мм.} \quad (2.8)$$

где, R – радиус кривизны в вершине эллиптического днища, мм.

Подставляя (2.6) в (2.7) получим:

$$S \geq \frac{P \cdot R}{2 \cdot \varphi_p \cdot [\sigma] - 0,5 \cdot P} + C, \text{ мм.} \quad (2.9)$$

$$R = \frac{D^2}{4 \cdot H}, \text{ мм.} \quad (2.10)$$

где, D –внутренний диаметр днища, мм.

$R=D$ – для эллиптических днищ с $H=0,25 D$.

Допускаемое внутреннее избыточное давление:

$$[P] = \frac{2 \cdot (S - C) \cdot \varphi_p \cdot [\sigma]}{R + 0,5 \cdot (S - C)}, \text{ МПа.} \quad (2.11)$$

Значение $[P]$, рассчитанное по (2.10) должно удовлетворять условию прочности $[P] > P$. Если при расчете окажется $[P] \leq P$, то необходимо конструктивно выбрать более прочную сталь рассчитываемой детали сепарационной емкости.

По табл. 2.2 при расчетной температуре $t=100^{\circ}\text{C}$: для верхнего днища из Ст17ГС $[\sigma]=160$ МПа, для нижнего днища из Ст17ГС $[\sigma]=160$ МПа.

Расчетная толщина стенки верхнего днища:

$$S_{p4} = \frac{2,5 \cdot 10^6 \cdot 1000 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 1 \cdot 160 \cdot 10^6 - 0,5 \cdot 2,5 \cdot 10^6} + 2,1 \cdot 10^{-3} = 9,9 \text{ мм.}$$

Конструктивно принимаем $S_4=10$ мм.

$$[P]_4 = \frac{2 \cdot (10 - 2,1) \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 160 \cdot 10^6}{1000 \cdot 10^{-3} + 0,5 \cdot (10 - 2,1) \cdot 10^{-3}} = 2,5 \text{ МПа.}$$

$[P]_4 = P$ – условие прочности не выполнено. По табл. 2.3 выбираем для стенки верхнего днища Ст09Г2 ($\sigma_B=440$ МПа при $S=10$ мм):

$$[\sigma] = 440 / 2,4 = 183 \text{ МПа.}$$

$$[P]_4 = \frac{2 \cdot (10 - 2,1) \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 183 \cdot 10^6}{1000 \cdot 10^{-3} + 0,5 \cdot (10 - 2,1) \cdot 10^{-3}} = 2,9 \text{ МПа.}$$

$[P]_4 > P$ – условие прочности выполнено.

Расчетная толщина стенки нижнего днища:

$$S_{p5} = \frac{2,5 \cdot 10^6 \cdot 1100 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 1 \cdot 160 \cdot 10^6 - 0,5 \cdot 2,5 \cdot 10^6} + 2,1 \cdot 10^{-3} = 10,7 \text{ мм.}$$

Конструктивно принимаем $S_5=11$ мм.

$$[P]_5 = \frac{2 \cdot (11 - 2,1) \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 160 \cdot 10^6}{1100 \cdot 10^{-3} + 0,5 \cdot (11 - 2,1) \cdot 10^{-3}} = 2,6 \text{ МПа.}$$

$[P]_5 > P$ – условие прочности выполнено.

2.3. Расчет ресурса работы и срока службы.

Расчетный срок службы:

$$P_{r(1,2)} = \frac{S_{(1,2)} - S_{\min.\dot{d}on(1,2)}}{v_{кор}}, лет. \quad (2.12)$$

где, $S_1=10$ мм, $S_2=11$ мм.

Минимально-допустимая толщина стенки обечайки:

$$S_{\min.\dot{d}on(1,2)} = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \varphi_p ([\sigma] - P)}, мм. \quad (2.13)$$

$$S_{\min.\dot{d}on.1} = \frac{2,5 \cdot 10^6 \cdot 800 \cdot 10^3}{2 \cdot 1 \cdot (142 - 2,5) \cdot 10^6} = 7,2 мм.$$

$$S_{\min.\dot{d}on.2} = \frac{2,5 \cdot 10^6 \cdot 998 \cdot 10^3}{2 \cdot 1 \cdot (142 - 2,5) \cdot 10^6} = 8,9 мм.$$

$$P_{r1} = \frac{(10 - 7,2) \cdot 10^{-3}}{0,35 \cdot 10^{-3}} = 8 лет.$$

$$P_{r1} = \frac{(11 - 8,9) \cdot 10^{-3}}{0,35 \cdot 10^{-3}} = 6 лет.$$

Ресурс в часах непрерывной работы:

$$P_{ч} = P_{r(1,2)} \cdot T_{сут.год} \cdot T_{ч.сут}, тыс.час. \quad (2.14)$$

$$P_{ч1} = 8 \cdot 365 \cdot 24 = 70,08 тыс.час.$$

$$P_{ч2} = 6 \cdot 365 \cdot 24 = 52,56 тыс.час.$$

Назначенный срок службы сосуда $T=6$ лет.

Вывод: На основании данного расчета на прочность обечаек и днищ из углеродистых и низколегированных сталей, работающих при однократных статических нагрузках под внутренним избыточным давлением, подобраны толщины стенок элементов сепарационной емкости, обеспечивающих безопасность работы установок типа АГЗУ «Спутник».

Контрольные вопросы.

1. Перечислите виды установок для измерения дебитов нефти при групповом сборе.
2. Объясните назначение установок для измерения дебитов нефти при групповом сборе.
3. Классификация АГЗУ «Спутник».
4. Запишите условное обозначение (шифр) АГЗУ «Спутник» и объясните его на примере: «Спутник А25-10-1500».
5. Достоинства и недостатки АГЗУ «Спутник» А.
6. Достоинства и недостатки АГЗУ «Спутник» Б.
7. Для чего предназначены, турбинный счетчик «Норд», гидроциклонный сепаратор, БМА и счетчик «Агат» в АГЗУ «Спутник».
8. В чем отличие «Спутник В» от «Спутник» А и «Спутник» Б.
9. Как определяется дебит жидкости и дебит чистой нефти в установке «Спутник В».
10. Достоинства и недостатки АГЗУ «Спутник» В.
11. Для чего предназначен ТОР-1? Из каких основных частей он состоит? Как определяется расход чистой нефти, прошедшей через ТОР-1?
12. Для чего предназначен датчик УВН? Какие факторы оказывают влияние на точность измерения этим прибором количества пластовой воды и нефти?
13. Для чего предназначен ПСМ?
14. На чем основан метод измерения содержания воды в добываемой нефти датчиком УВН-2?
15. К какому типу относится метод измерения содержания воды в добываемой нефти датчиком УВН-2? На чем основан принцип его действия?

ЛИТЕРАТУРА

1. Оператор по добыче нефти и газа. Рассохин С.Г.: Учеб. пособие для нач. проф. образов. – М., Образовательно-издательский центр «Академия», 2002. – 544 с.
2. Лопухов А.Н. Справочник инженера по добыче нефти: в 2 ч. Ч. 1. – Нижневартовск: ОАО «Самотлорнефтегаз», 2008. – 494 с.
3. Нефтегазопромысловое оборудование. Под общ. Ред. В.Н. Ивановского. Учеб. для ВУЗов. – М.: «ЦентрЛитНефтеГаз», 2006. – 720 с.
4. Анурьев В.И. Справочник конструктора-машиностроителя: в 3 т. Т. 1. – 8-е изд., перераб. и доп. Под ред. И.Н. Жестковой. – М.: Машиностроение, 2001. – 920 с.
5. Анурьев В.И. Справочник конструктора-машиностроителя: в 3 т. Т. 2. – 8-е изд., перераб. и доп. Под ред. И.Н. Жестковой. – М.: Машиностроение, 2001. – 902 с.
6. Сорокин В.Г. «Марочник сталей и сплавов». – М.: Машиностроение, 1989г. – 640 с.
7. ГОСТ 14249-89 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность».
8. ГОСТ 19282-73 «Сталь низколегированная толстолистовая и широкополосная».